

MERCADO DE REFINO DE PETRÓLEO NO BRASIL

André Pompeo do Amaral Mendes

Cássio Adriano Nunes Teixeira

Marco Aurélio Ramalho Rocio

*Haroldo Fialho Prates**

Palavras-chave: Refinaria. Refino. Abastecimento de derivados. *Downstream*. Distribuição de derivados. Petróleo.

* Respectivamente, gerente setorial, analista de sistemas, geólogo e chefe do Departamento de Gás, Petróleo e Navegação da Área de Energia do BNDES.

THE OIL REFINING MARKET IN BRAZIL

André Pompeo do Amaral Mendes

Cássio Adriano Nunes Teixeira

Marco Aurélio Ramalho Rocio

*Haroldo Fialho Prates**

Keywords: Refinery. Refining. Supply of oil products. Downstream. Distribution of oil products. Oil.

* Respectively, sector manager, systems analyst, geologist and head of the Department of Gas, Oil and Navigation of BNDES's Energy Division.

Resumo

O parque de refino no Brasil começou a ser desenvolvido a partir dos anos 1930. Na década de 1950, foi instituído o chamado monopólio do petróleo no Brasil e, desde esse momento, foram realizados grandes investimentos, com objetivo de obter ganhos de escala e redução de custos de abastecimento de derivados. Com isso, hoje, o país detém capacidade instalada para, virtualmente, suprir sua demanda interna. Grandes refinarias foram construídas para atender à demanda de regiões específicas do país, atuando de forma complementar e não competindo entre si. Isso acarretou a formação de monopólios regionais por área de atuação. Este artigo contém informações sobre: (i) o posicionamento e a capacidade das refinarias instaladas; (ii) a necessidade de investimentos para atender à demanda de derivados na próxima década; e (iii) a política de preços de derivados praticada no Brasil nos últimos 15 anos. Além disso, aborda também os mercados americano (EUA) e europeu, visando contribuir com as necessárias reflexões sobre a implantação de um novo modelo que possa alterar estruturalmente o mercado brasileiro de derivados de petróleo.

Abstract

The Brazilian refining park started being developed in the 1930s. In the 1950s, the so-called monopoly of oil was established in Brazil and, since that time, major investments have been performed, with the aim of obtaining scale gains and reducing the costs of supply of oil products. With this, today, the country holds capacity to virtually meet its internal demand. Big refineries were built to meet the demand of specific regions of the country, under the premise of a refinery being complementary to the work of another, rather than them competing with each other. As a result of this strategy, the great Brazilian refineries, or a set of them, have regional monopolies in their respective areas of operation. This article contains information about: (i) the placement and the capacity of the refineries installed; (ii) the need for investments to meet the demand of oil products in the next decade; and (iii) the price policy of oil products adopted in Brazil over the past 15 years. In addition, it also addresses the American and European markets, aiming to contribute to the necessary reflections on the implementation of a new model that can change the Brazilian market for oil products.

Introdução

O refino de petróleo no Brasil teve início nos anos 1930, de forma modesta. A partir desse momento, começaram a ser implantadas umas poucas microrrefinarias,¹ que operavam por batelada – modo contrário ao de operar com processamento contínuo do petróleo. A primeira, em 1933, na cidade de Uruguaiana, no Rio Grande do Sul, foi a Destilaria Sul-Riograndense. Em 1936, o Grupo Matarazzo construiu a Refinaria Matarazzo, em São Caetano do Sul, em São Paulo. Nessa época, também haviam sido construídas duas pequenas unidades na Bahia: em Aratu e em Candeias (PERISSÉ, 2007). No ano seguinte, foi implantada a Refinaria de Petróleo Ipiranga, na cidade de Rio Grande, no Rio Grande do Sul – hoje nomeada Refinaria de Petróleo Riograndense S.A., posto ser originária da Destilaria Sul-Riograndense. No fim dos anos 1940, foi criada, no Rio de Janeiro, a Refinaria de Manguinhos, cuja operação iniciou-se em 1954.

A Lei 2.004, de 3 de outubro de 1953, instituiu o chamado monopólio do petróleo no Brasil e criou a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). Em seu Artigo 43, essa lei deixou excluídas do monopólio que se estabelecia as refinarias existentes à época de sua promulgação e, em seu Artigo 45, vedou a possibilidade de ampliação da capacidade operacional delas a partir de então.²

1 A época, tais refinarias, por seu tamanho e processo de produção, eram chamadas de destilarias.

2 A Emenda Constitucional 9, de 9 de novembro de 1995, estabeleceu que a União poderia contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades que constituíam o monopólio da União, estabelecido na Constituição de 1988, relativo ao setor de petróleo e gás. Cerca de dois anos depois, a Lei 9.478 (conhecida como Lei do Petróleo), de 6 de agosto de 1997 – que instituiu o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo (ANP) –, em seu Artigo 5º, regulamentou que as atividades do setor de petróleo e gás, monopólio da União, poderiam ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação no regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras. Além disso, revogou, em seu Artigo 83, a Lei 2.004/1953.

De fato, a grande força motriz criadora do parque de refino brasileiro foi a Petrobras. À parte da incipiente experiência entre os anos 1930 e 1940, pode-se esquematizar o desenvolvimento do refino no Brasil em cinco etapas – com os grandes investimentos tendo sido realizados nos anos 1960 e 1970 e alguns outros investimentos, também significativos, nos anos 2000, envolvendo, sobretudo, modernizações e expansões do parque então existente.

A primeira etapa do refino no Brasil teve lugar a partir dos anos 1950, estendendo-se até 1960. Nessa etapa, efetivamente, o país iniciou sua indústria de refino construindo cinco refinarias. A primeira refinaria de grande porte instalada foi a Refinaria Mataripe (em São Francisco do Conde, na Bahia), cuja operação começou em 1950. Em 1953, em virtude do disposto na referida Lei 2.004, ela foi incorporada ao patrimônio da recém-criada Petrobras, passando a ser chamada de Refinaria Landulpho Alves-Mataripe (RLAM).

A segunda fase compreendeu os anos entre 1961 e 1980. Nesse período, outras seis novas refinarias foram construídas. A primeira delas, em 1961, foi a Refinaria Duque de Caxias (Reduc). Tratou-se de uma época de grande crescimento econômico do país e em que ocorreram os choques do petróleo. A ampliação da capacidade de refino nacional visava a autossuficiência na produção de derivados.

A terceira fase, de 1981 até o fim da década de 1990, foi marcada pela maturação do Programa Nacional do Alcool (Proálcool),³ que colaborou decisivamente para um cenário de excesso de gasolina no mercado brasileiro. Esse fato, aliado ao longo período de crise econômica, derrubou o

³ Instituído pelo Decreto 76.593, de 14 de novembro de 1975, seu objetivo era incentivar a produção de álcool oriundo de cana-de-açúcar e outras matérias-primas, viabilizando sua utilização em alternativa à gasolina nos veículos automotores.

consumo de derivados de petróleo no país. Assim, a capacidade instalada de refino tornou-se superior às necessidades de mercado.

Entre 1990 e 2000, houve forte pressão para desestatização da Petrobras, cujo monopólio começou a ser flexibilizado. Com a desaceleração do Proálcool e a retomada do crescimento do consumo de derivados, a demanda do Brasil passou a ser maior que o volume de cargas processadas pelas refinarias nacionais, repercutindo na alta de importações dos derivados de petróleo.

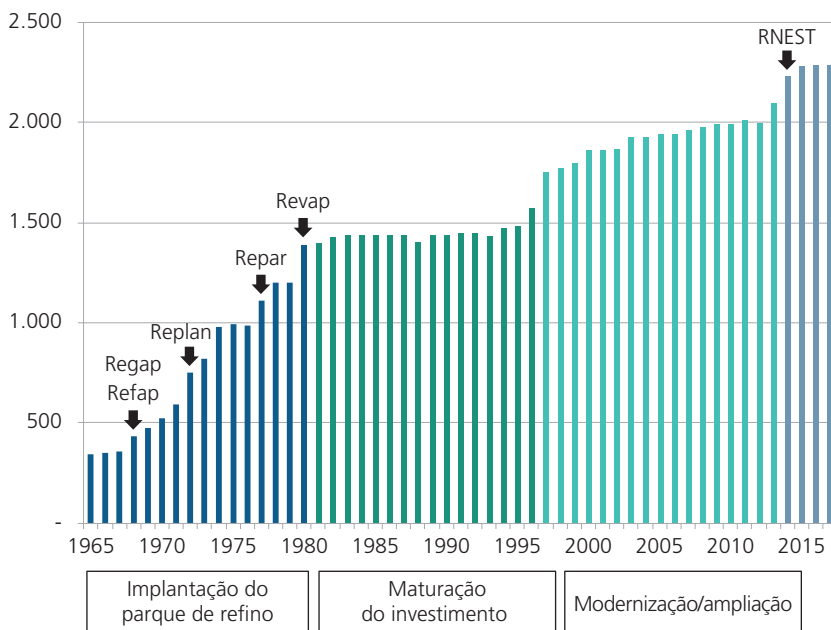
A partir dos anos 2000, há uma quarta fase, até 2013, quando se viu uma década de alta utilização da capacidade de refino no país. Houve ampliação da capacidade e diversas modernizações nas refinarias, sobretudo para atender a requisitos de maior qualidade dos combustíveis e de redução do teor de poluentes.

Em 2014, passados 34 anos sem inauguração de nenhuma refinaria de grande porte, entrou em operação a primeira fase da recém-construída Refinaria Abreu e Lima (RNEST). Pode-se considerar este o marco do início da quinta fase.

Depois de 2014, com a queda do preço do petróleo e questionamentos acerca do orçamento, diversos investimentos no setor foram cancelados ou postergados, como a segunda fase da RNEST, o projeto do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e as refinarias Premium I e II, no Maranhão e no Ceará, respectivamente.

Todos os grandes investimentos em refinarias e na cadeia logística relacionada foram realizados pela Petrobras, que contava com o monopólio legal até 1997. No Gráfico 1, é apresentada a evolução da capacidade de refino no Brasil a partir de 1965.

Gráfico 1 | Capacidade de refino no Brasil (milhares de barris/dia), 1965-2017



Fonte: Elaboração própria, com base em BP (2018), para as informações de capacidade referentes a 1965-1995, e em dados disponíveis nas edições de 2006 a 2018 do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para as referentes a 1996-2017 (ANP, 2006 a 2018).

O mercado de refino no Brasil

O refino é um segmento tão importante quanto o de exploração e produção (E&P), também exigindo elevados investimentos. Seus ciclos de grandes investimentos, porém, têm uma frequência bem menor do que os de E&P. Há, por certo, uma complementaridade entre eles, pois o refino agrega valor à atividade de E&P.

Produzir petróleo – pelo menos em uma quantidade que atenda à necessidade do país – e ter um parque de refino que atenda à demanda

interna de derivados de petróleo são fatores que proporcionam economia de divisas na balança comercial da nação e viabilizam sua segurança energética, ao garantir o abastecimento contínuo de derivados de petróleo, insumos essenciais à vida contemporânea. Refinarias próximas aos centros de consumo de derivados, tanto quanto às regiões produtoras de petróleo, carregam um valor estratégico muito importante, pois maximizam a apropriação do valor agregado, bem como reduzem os custos de logística, não só para uma empresa, mas para o país.

A atividade de refino é essencial e estratégica para muitas empresas de petróleo, que, por isso, ao longo do tempo, trilharam o caminho de sua integração equilibrando o portfólio de ativos que mantêm. Assim, essas empresas conseguem maior nível de estabilidade de suas receitas, amortecendo os efeitos das variações de preço do petróleo (extremamente volátil), sobretudo quando tais preços permanecem em patamares baixos por muito tempo. Na década de 1990, quando o preço do petróleo chegou a ficar abaixo dos US\$ 10/barril, sendo a média, no período, de cerca de US\$ 19/barril, se não fosse a atividade de refino para garantir a sustentabilidade das grandes empresas de petróleo, seu destino poderia ter sido semelhante ao de muitas empresas focadas unicamente em E&P, que acabaram fechando.

O Brasil foi o sétimo (BP, 2018) maior mercado de derivados de petróleo do mundo em 2017, possuindo 18 refinarias, com capacidade instalada de quase 2,3 milhões de barris/dia. Dessas 18 refinarias, 14 são de grande escala, pertencentes à Petrobras. As demais são de pequeno porte e compreendem apenas 1,6% do total da capacidade instalada, são elas:

- Refinaria de Petróleo Riograndense S.A., localizada em Rio Grande/RS;

- Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A., no Rio de Janeiro/RJ;
- Dax Oil Refino S.A., em Camaçari/BA; e
- Univen Refinaria de Petróleo Ltda., em Itupeva/SP.

A Riograndense e a Manguinhos foram implantadas antes mesmo da criação da Petrobras, nos anos de 1937 e 1954, respectivamente. A Univen iniciou sua operação no ano de 2007, e a Dax Oil, em 2008. Na Tabela 1, são listadas as refinarias de cada região e suas respectivas capacidades.

Tabela 1 | Refinarias por região e capacidades

Região	UF	Refinaria	Capacidade de processamento (m³/dia)	Capacidade na região de atuação (%)	Capacidade da região em relação ao Brasil (%)	Capacidade do Brasil (%)	Proprietário
Norte	AM	Refinaria Isaac Sabbá	7.300	100,0	1,9	1,9	Petrobras
Nordeste	BA	Refinaria Landulpho Alves	60.600	68,9	22,9	15,8	Petrobras
	PE	Refinaria Abreu e Lima	18.300	20,8		4,8	Petrobras
	RN	Refinaria Potiguar Clara Camarão	7.100	8,1		1,9	Petrobras
	CE	Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	1.650	1,9		0,4	Petrobras
	BA	Dax Oil	330	0,4		0,1	Dax Oil
Sudeste 1	RJ	Refinaria Duque de Caxias	40.000	56,9	17,9	10,4	Petrobras
	MG	Refinaria Gabriel Passos	26.400	41,0		6,9	Petrobras
	RJ	Refinaria de Petróleos de Manguinhos	2.400	2,1		0,6	Grupo Andrade Magro

(continua)

(continuação)

Região	UF	Refinaria	Capacidade de processamento (m³/dia)	Capacidade na região de atuação (%)	Capacidade da região em relação ao Brasil (%)	Capacidade do Brasil (%)	Proprietário
Sudeste 2	SP	Refinaria de Paulínia	69.000	47,3	38,1	18,0	Petrobras
	SP	Refinaria Henrique Lage	40.000	27,4		10,4	Petrobras
	SP	Refinaria Presidente Bernardes	27.000	18,5		7,0	Petrobras
	SP	Refinaria de Capuava	10.000	6,8		2,6	Petrobras
	SP	Univen Petróleo	820	0,0		0,2	Univen Petróleo
Sul	RS	Refinaria Alberto Pasqualini	35.000	42,0	9,8	9,1	Petrobras
	PR	Refinaria Presidente Getúlio Vargas	34.000	51,4		8,9	Petrobras
	RS	Refinaria de Petróleo Riograndense	2.700	4,5		0,7	Braskem, Petrobras e Ultra
	PR	Unidade de Industrialização do Xisto	1.083	2,0		0,3	Petrobras

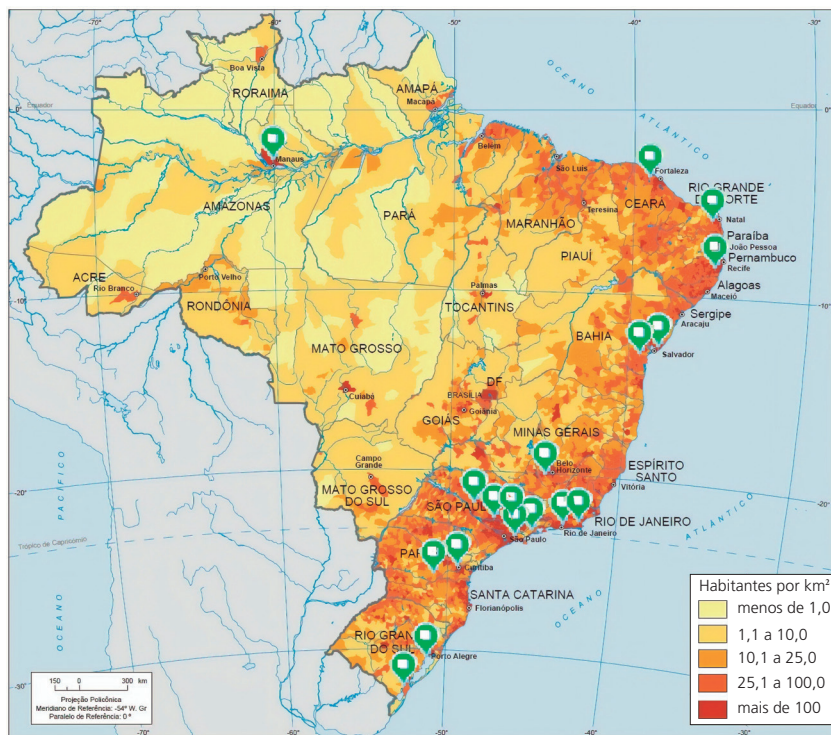
Fonte: ANP (2017).

Notas: (1) A região Sudeste foi dividida em duas partes, referentes à área de atuação de dois grupos de refinarias.

Sudeste 1 compreende principalmente parte de Minas Gerais, o Rio de Janeiro e o Espírito Santo. Sudeste 2 predominantemente abrange o estado de São Paulo, parte de Minas Gerais e a maior parte da região Centro-Oeste do país. (2) A capacidade original da Unidade de Industrialização do Xisto é de 7.800 toneladas/dia. Por equivalência, está sendo apresentada em m³/dia.

No Sudeste, estão instalados 56% da capacidade de refino; no Nordeste, 23%; e, no Sul, 19%. A Petrobras opera mais de 98% da capacidade atualmente instalada. A Figura 1 representa o mapa de localização das refinarias no Brasil. Nela chama a atenção que as refinarias estão posicionadas nas regiões mais densamente povoadas – naturalmente, as de maior consumo de derivados.

Figura 1 | Localização dos parques de refino no Brasil

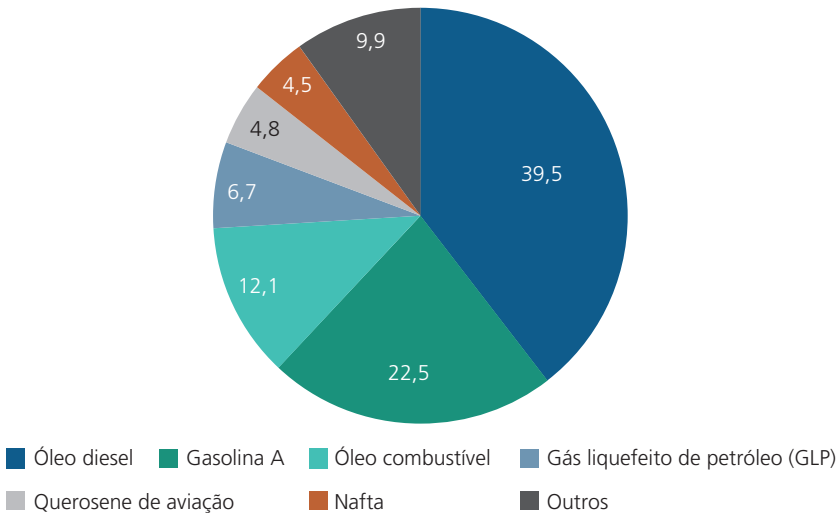


Fonte: Elaboração própria, com base em IBGE (2018).

Os derivados com maior produção no Brasil são óleo diesel e gasolina, que representam mais de 60% da produção nacional, conforme ilustrado no Gráfico 2.

As refinarias da Petrobras foram construídas com grande escala de produção, para minimizar o custo de abastecimento e para assistir regiões específicas do território nacional, complementando-se entre si na produção de derivados necessários ao atendimento de cada região. Nessa lógica, algumas refinarias, ou um conjunto delas atuando complementarmente, configuram uma situação de monopólios regionais para o fornecimento de seus produtos aos mercados a que atendem.

Gráfico 2 | Participação em volume dos seis derivados mais produzidos no período de 2010 a 2017 (%)



Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018).

O território brasileiro está dividido em dez cadeias logísticas para abastecimento de combustível, tendo por base a presença de uma ou mais refinarias em cada uma delas.⁴ Essas cadeias são definidas pela infraestrutura disponível para a movimentação de grandes volumes – portos, ferrovias, dutos e hidrovias. São elas: Amazonas, Pará, Maranhão, Pernambuco, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Rio Grande do Sul. Na Figura 2, são apresentadas as regiões monopolizadas por uma refinaria (ou mais de uma, atuando de forma complementar) e suas respectivas cadeias logísticas de abastecimento.

A complementação e a atuação das refinarias em grandes blocos regionais também podem ser observadas em Petrobras (2018b). Verifica-se que refinarias de um determinado bloco regional (ver Tabela 1) não atuam

⁴ No Brasil, as cadeias logísticas para abastecimento são pouco integradas entre si e têm menor densidade territorial do que, por exemplo, as dos Estados Unidos da América (EUA).

Figura 2 | Cadeias logísticas de abastecimento de combustível no Brasil



Fonte: D'Elia (2017).

de forma abrangente em outras regiões, como mostrado no mapa de blocos atendidos pelas refinarias da Petrobras e seus dutos e terminais (Figura 3). Assim, dificilmente haveria condições competitivas de infraestrutura e logística para uma refinaria atender a regiões distantes de sua área de atuação. Essa situação é previsível e estrategicamente correta diante da realidade nacional da época de implantação de refinarias de grande escala. A Petrobras buscou otimizar sua estrutura de produção de derivados e de logística para minimizar o custo de investimento para o abastecimento nacional, evitando incorrer em investimentos redundantes, ou de menores escalas, nos quais seus ativos competiriam entre si em um mercado regional ou nacional. Ao contrário, como esperado, há

Figura 3 | Blocos geográficos atendidos pelas refinarias da Petrobras



Fonte: Petrobras (2018b).

a acomodação das refinarias somente nos mercados de suas respectivas regiões de atuação.

Observa-se que, tanto na Figura 2 quanto na Figura 3, o país é dividido em grandes regiões de abastecimento de derivados. Na Figura 2, as regiões Sul e Nordeste estão mais subdivididas. Na região Sul, o Rio Grande do Sul é abastecido principalmente pela Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), e os estados do Paraná e de Santa Catarina,

majoritariamente, pela Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar). No Nordeste, a RLAM é a principal fornecedora da Bahia, sendo complementada pela RNEST no atendimento de outros estados da região, mas, mesmo assim, requerendo fornecimento de alguns derivados produzidos no Sudeste e, quando necessário, de importados para atender plenamente à demanda. O estado do Maranhão é uma das principais portas de entrada de derivados por meio de importação, ou por meio de cabotagem a partir da região Sudeste. Dinâmica semelhante ocorre no estado do Pará.

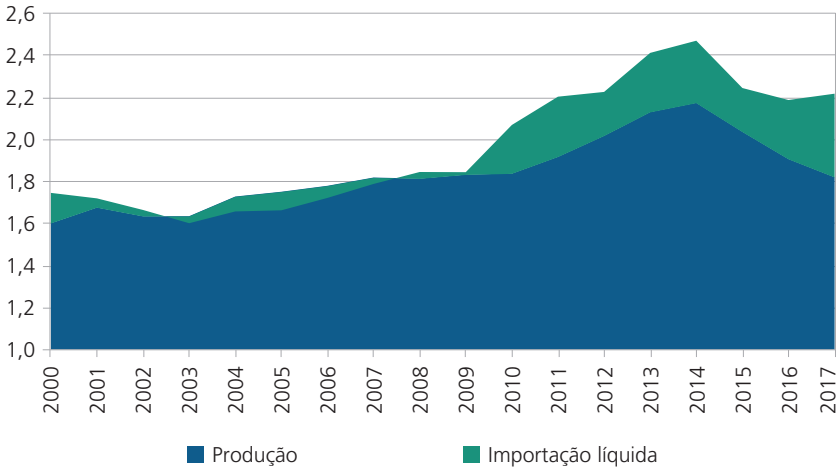
A demanda brasileira por derivados de petróleo, em 2017, foi de aproximadamente 2,23 milhões de barris/dia. No entanto, nesse ano, o Brasil, que conseguira produzir 2,17 milhões de barris/dia em 2014, produziu apenas cerca de 1,82 milhão de barris/dia de derivados,⁵ o que redundou em importação líquida de cerca de 400 mil barris/dia de gasolina, diesel, querosene de aviação (QAV), nafta e gás liquefeito de petróleo (GLP).⁶ No Gráfico 3, são exibidas a produção e a importação líquida de derivados entre 2000 e 2017. Nota-se que, a partir de 2015, o Brasil diminuiu a utilização de sua capacidade instalada de produção de derivados, do que decorreu um aumento da importação para suprir o mercado interno. Em 2017, o país importou US\$ 5,6 bilhões em derivados de petróleo utilizados como combustíveis. Desse montante, 79,2% foram provenientes dos EUA e 13,3%, da Europa. Quando incluída a nafta, o valor das importações passa para US\$ 9,4 bilhões.⁷

5 Uma década atrás, no ano de 2007, o Brasil também produziu 1,82 milhão de barris/dia.

6 A principal rota de entrada da importação de derivados é a região Nordeste, e o estado do Maranhão foi responsável por 25% das importações.

7 Valores referentes à Balança Comercial Brasileira de 2017, disponibilizada por MDIC (2018).

Gráfico 3 | Produção e importação de derivados no Brasil (milhões de barris/dia)



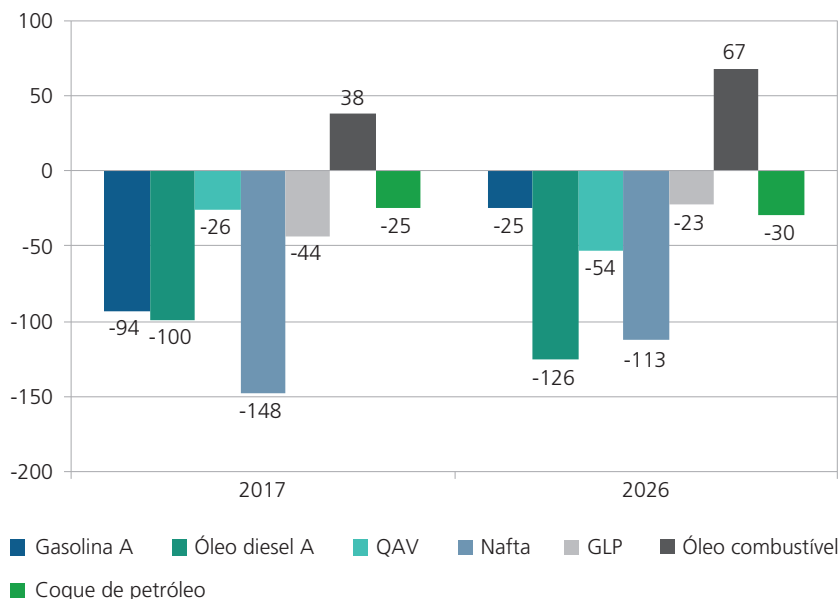
Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018).

As projeções contidas no Plano Decenal de Energia (PDE) – 2026 (BRASIL, 2017) apontam que o Brasil deverá exportar em torno de 2,6 milhões de barris/dia de petróleo cru em 2026. Contudo, isso vai se dar em um cenário em que se estima um déficit superior a 370 mil barris/dia de derivados de petróleo,⁸ caso não sejam realizados novos investimentos na expansão do refino até lá – especialmente em diesel, QAV e nafta (Gráfico 4). Para fazer frente ao consumo em 2026, se não for implantada uma capacidade adicional de refino, poderão ser necessários novos investimentos para aumentar a capacidade de importação de derivados, o que daria um impacto de cerca de US\$ 9,2 bilhões na balança comercial nesse ano.⁹ Além disso, esse fato se oporia à racionalidade de se agregar valor ao petróleo, em vez de exportá-lo como matéria-prima bruta.

⁸ Dependendo do cenário de crescimento da economia, esse possível déficit de derivados poderá ser bem superior.

⁹ Considerando as premissas de preços e volumes do PDE – 2026.

Gráfico 4 | Projeção do balanço de derivados no Brasil (milhares de barris/dia)



Fonte: EPE (2017).

Atualmente, alguns terminais e a infraestrutura associada à cadeia logística de abastecimento encontram-se saturados (D'ELIA, 2017). Essa constatação, relacionada aos polidutos, também está presente no PDE – 2026. Na Figura 4, estão indicados os terminais de importação/cabotagem cuja utilização está próxima ao limite de capacidade operacional.

Os preços de venda dos derivados de petróleo no mercado interno pelas refinarias, que, como afirmado, foram construídas para operar em grande escala em uma estrutura de atuação em macrorregiões, como monopolista regional, não são regulados.¹⁰ A Petrobras estipula uma política de venda de derivados da qual somente os princípios são conhecidos.

¹⁰ Diversos setores da economia nos quais ocorrem monopólios são regulados. Por exemplo, rodovias, ferrovias, geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, transporte e distribuição de gás natural.

Figura 4 | Situação dos terminais portuários utilizados no abastecimento de derivados



Fonte: D'Elia (2017).

Entre 2001 e 2010, a Petrobras determinava os preços dos derivados, mantendo-os, em um certo grau, alinhados aos preços internacionais, com reajustes periódicos, embora não diários ou semanais. Eventualmente, os preços ficavam acima ou abaixo do mercado internacional, mas tendiam a ficar atrelados a esse mercado em um racional.

Entre o segundo semestre de 2010 e o fim de 2014, os preços de alguns dos derivados ficaram sistematicamente abaixo do mercado internacional. Nesse período, as pequenas refinarias brasileiras tiveram dificuldades em concorrer com a Petrobras e sofreram perdas econômicas em alguns momentos. Os consumidores foram beneficiados comprando derivados abaixo de seu custo de oportunidade econômico.

No período mais recente, a Petrobras adotou uma política de alinhamento de preços aos praticados no mercado internacional praticamente instantâneo. Com isso, a frequência dos reajustes nos preços dos derivados passou a ser quase diária. No Gráfico 5, mostra-se a evolução dos preços da gasolina e do óleo diesel entre 2002 e 2018.

Gráfico 5 | Preço do produtor da gasolina e do óleo diesel no Brasil e cotação internacional US Gulf (R\$/litro), 2002-2018

Gráfico 5A Gasolina

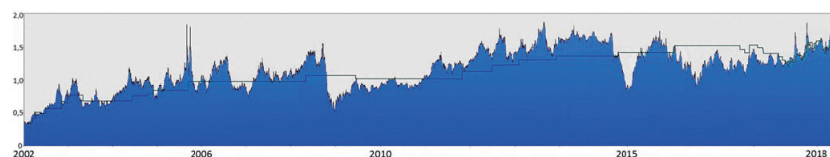
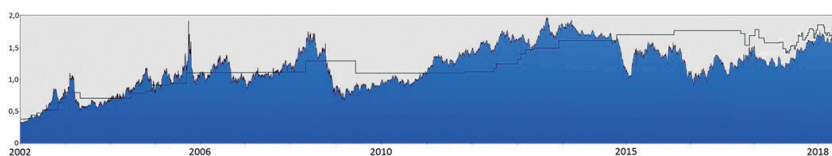


Gráfico 5B Diesel



■ Cotação internacional US Gulf — Preço interno do produtor

Fonte: Elaboração própria, com base em MME (2008 a 2018).

A falta de transparência, ou regulação, na política de preços de derivados, que alinha os preços praticados no mercado interno com a paridade de importação (no caso de importação de derivados) ou paridade de exportação (no caso de exportação de derivados), inibe investimentos privados no setor. Isso se dá porque ora os preços praticados estão alinhados aos preços de mercado competitivo, ora ficam abaixo desse preço.

Para atrair investimentos privados e ampliar a capacidade instalada de refino no país, deve haver uma regulação transparente a todos agentes econômicos, de modo a contemplar preços de mercado competitivo (paridade de importação ou paridade de exportação). Para um investidor privado,

são importantes a transparência e os mecanismos institucionais que garantam a prática de preços de mercado competitivos ao longo do tempo.

Também é relevante um esforço de regulamentação que viabilize o acesso à infraestrutura existente de logística e distribuição de derivados. Desse modo, poderia ser proporcionado um ambiente competitivo com o parque de refino existente.

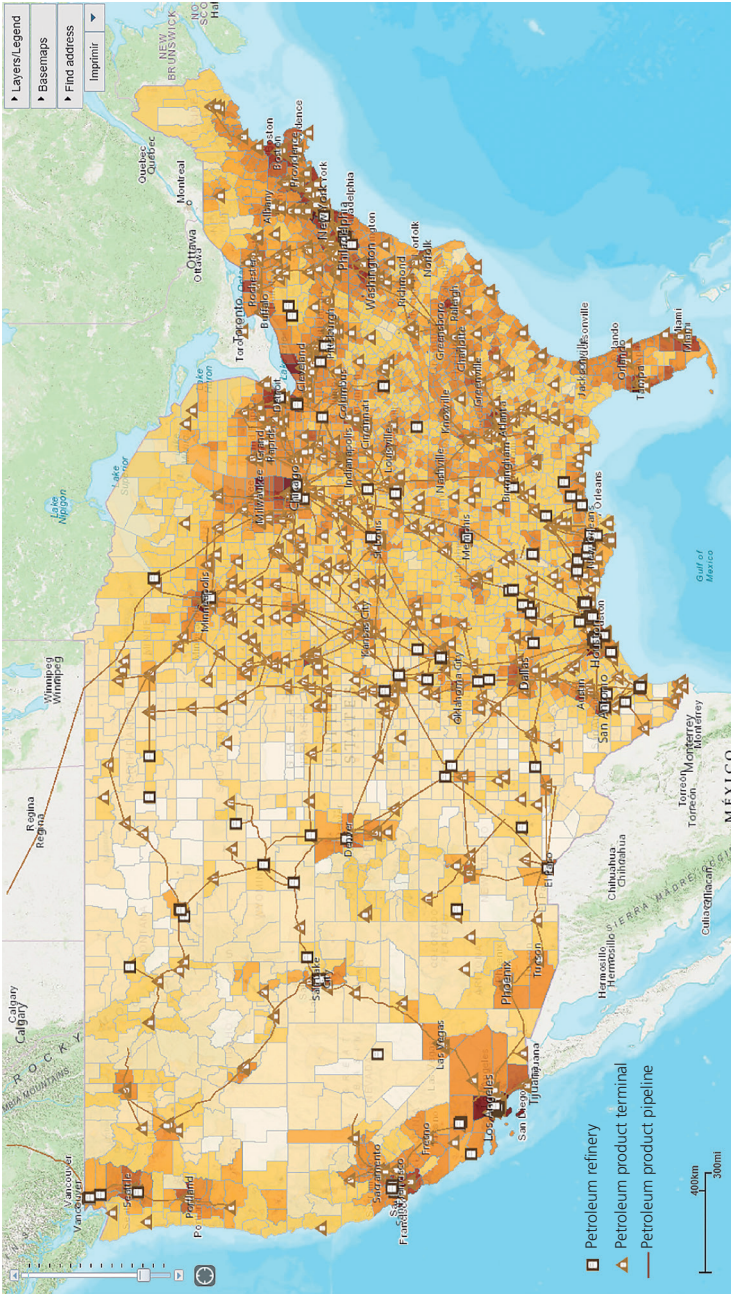
Pela ótica dos consumidores, é importante que eles não sejam prejudicados em decorrência do poder de monopólio regional das grandes refinarias. Deve também ser garantida a possibilidade de adquirirem derivados ao preço de mercado competitivo (paridade de importação ou de exportação) e, se possível, com alguma suavização da volatilidade dos preços.

O mercado de refino nos EUA e na Europa

Os mercados de refino norte-americano e europeu apresentam uma dinâmica bastante distinta da observada no brasileiro. Neste estudo, não serão exploradas em detalhes todas as diferenças. No entanto, será destacada a radical diferença no arranjo espacial das refinarias e suas cadeias logísticas no Brasil quando comparado ao dos dois mercados citados.

Nos EUA, há 141 refinarias, com capacidade instalada total de 18,6 milhões de barris/dia e diversos terminais de distribuição. Em 2017, o consumo interno norte-americano de derivados de petróleo, em média, foi de 19,9 milhões de barris/dia (EIA, 2018a). A Figura 5 indica a distribuição das refinarias pelo território dos EUA. Nota-se que elas estão majoritariamente instaladas próximas aos grandes

Figura 5 | Localização dos parques de refino nos EUA



centros populacionais, ou conectam-se a eles por meio da infraestrutura existente. Veem-se também os inúmeros terminais de distribuição e a vasta rede de dutos que corta o país.

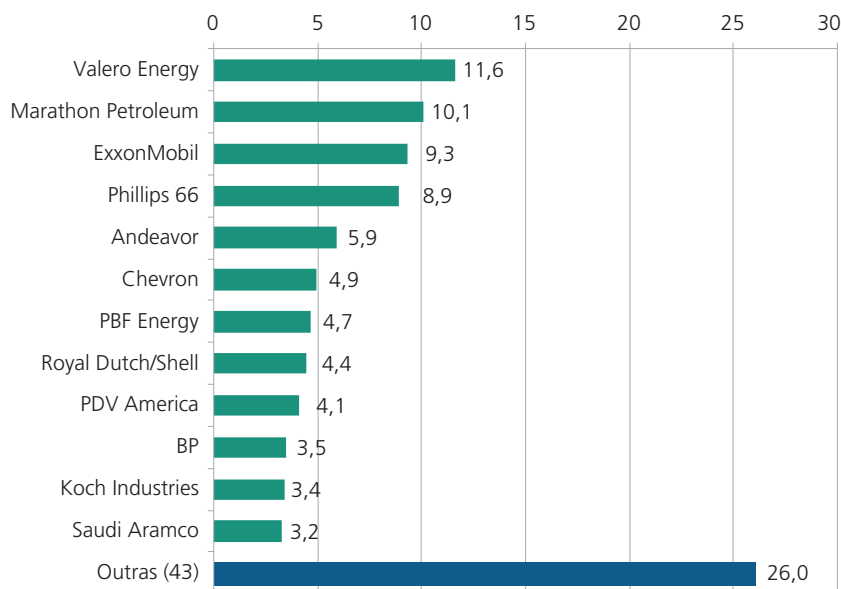
As refinarias norte-americanas estão presentes em diversas regiões geográficas, conectando-se por uma vasta rede de distribuição, como dutos, ferrovias, estradas e terminais de importação/exportação de derivados. Essa vasta cadeia logística permite que haja concorrência entre as refinarias, uma vez que podem, em tese, entregar seus derivados em diversas regiões do país de forma competitiva. Por exemplo, algumas regiões, como o Texas, têm um *cluster* de diversas refinarias independentes conectadas por uma grande malha de dutos, terminais e demais modais de logística, o que garante a elas uma abrangência regional vasta.

Uma característica relevante das refinarias norte-americanas é seu alto nível de complexidade. Isto é, elas são dotadas da capacidade de produzir vários derivados, carreando sua produção para aquele com maior demanda em determinado momento.

Além disso, a capacidade de refino não se concentra em poucas empresas. O maior refinador norte-americano é responsável por apenas 11,6% da capacidade total instalada no país. Outras 43 empresas têm, individualmente, menos de 3% dessa capacidade, embora totalizem, em conjunto, 26% da capacidade total norte-americana (Gráfico 6).

De forma análoga, o território da União Europeia também é repleto de refinarias. São 85 delas em toda a sua extensão, e uma capacidade instalada total de 14,5 milhões de barris/dia. A demanda da União Europeia é de 13,3 milhões de barris/dia. O relatório da Clingendael International Energy Programme indica que as refinarias da Europa Ocidental estão expostas à competição, decorrente da presença de

Gráfico 6 | Capacidade de refino dos EUA, por empresa (%)



Fonte: Elaboração própria, com base em AFPM (2017).

Nota: Capacidade de refino total: 18,6 milhões de barris/dia.

diversas empresas em uma mesma região e da existência de uma cadeia logística associada que facilita o escoamento dos produtos para regiões fora do entorno das refinarias (CIEP, 2017). Por outro lado, em regiões como o Centro-Leste Europeu, existe uma resiliência maior à competição, pois algumas refinarias contam com um mercado cativo e estão localizadas em regiões com menor densidade de conectividade logística. Na Figura 6, é apresentada a localização das refinarias na Europa; além das 85 refinarias da União Europeia, outras cinco são consideradas.

Como observado nos EUA, na Europa também não há concentração de capacidade de refino por nenhuma empresa. O maior refinador na Europa é a Total, com 11,2% da capacidade instalada. Outras 26 empresas

Figura 6 | Localização dos parques de refino na Europa

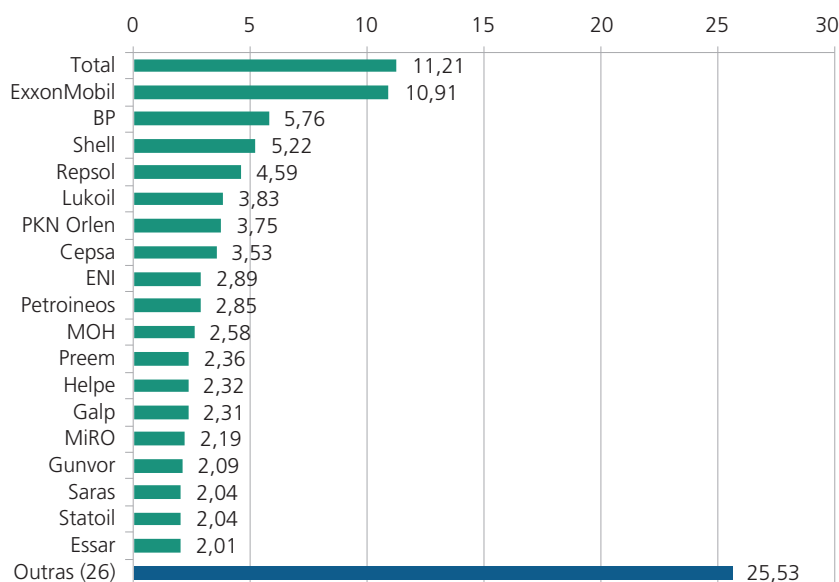


Fonte: Concawe (2018).

são responsáveis, individualmente, por menos do que 2% dessa capacidade, embora totalizem 25,5% da capacidade total europeia, conforme indicado no Gráfico 7.

Além disso, não se observam, comumente, nos EUA e na Europa Ocidental, grandes regiões atendidas por apenas um grande parque de refino. Ocorre o contrário: uma pulverização das refinarias pelo território, servidas por significativa infraestrutura que viabiliza a colocação de seus produtos em diversos pontos dos países, havendo, assim, concorrência entre elas. Desse modo, diferentemente da situação brasileira, não são constatados de forma sistemática, nem nos EUA nem na Europa Ocidental, monopólios regionalizados abrangendo grandes áreas de atuação.

Gráfico 7 | Capacidade de refino europeia, por empresa (%)



Fonte: Elaboração própria, com base em Ciep (2017).

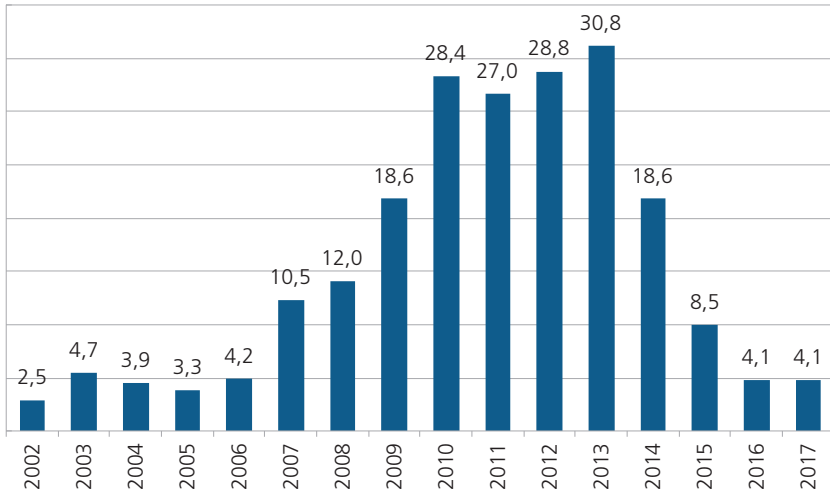
Nota: Capacidade de refino total: 14,7 milhões de barris/dia.

Investimentos recentes em refino no Brasil

A Petrobras executou um vigoroso programa de modernização, ampliação e aumento da eficiência de suas refinarias entre 2002 e 2013. Nesse período, a companhia investiu R\$ 174,8 bilhões em sua área de abastecimento¹¹ (Gráfico 8). Com tais investimentos, foi possível produzir um adicional aproximado de 480 mil barris/dia de derivados até o ano de 2013, em relação ao piso existente em 2002 (Gráfico 9). Trata-se de

¹¹ A rubrica de abastecimento contempla, sobretudo, as atividades de refino e de distribuição de derivados.

Gráfico 8 | Investimentos da Petrobras na área de abastecimento (R\$ bilhões – nominal)



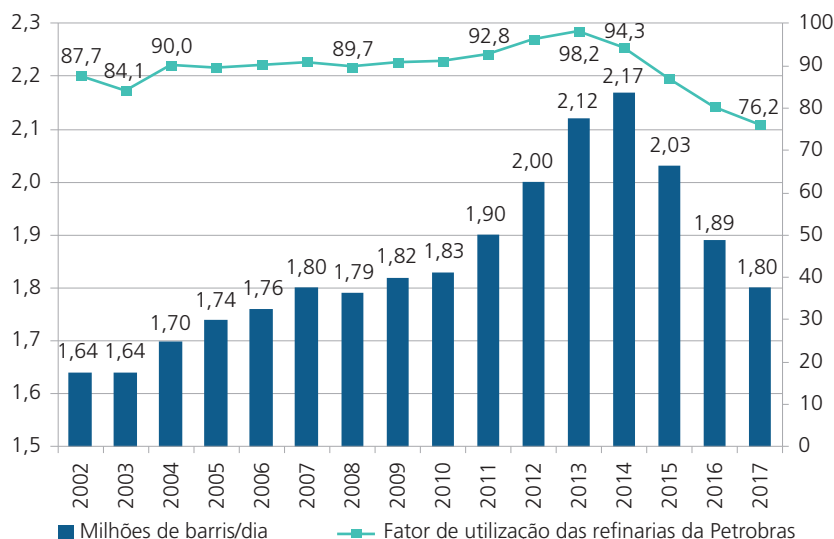
Fonte: Elaboração própria, com base em Petrobras (2017).

um incremento equivalente à construção de, pelo menos, duas novas refinarias do tamanho da Reduc.

A produção de derivados pela Petrobras foi aumentando de forma consistente até 2014, quando atingiu o volume recorde produzido, de 2,17 milhões de barris/dia, à medida que as modernizações, ampliações e expansões do parque de refino entravam em operação.¹² A partir de 2015, o volume produzido foi se reduzindo até o valor de 1,8 milhão de barris/dia em 2017, montante equivalente ao de 2007 (Gráfico 9). A redução na produção de derivados no último ano, como informado pela Petrobras, em seu Relatório ao Mercado Financeiro, foi “[...] principalmente em função do aumento da importação por terceiros”. Além disso,

¹² Em 2014, já havia entrado em operação a RNEST, construída 34 anos depois da última refinaria anteriormente construída pela Petrobras. Atualmente, a RNEST responde pela produção de aproximadamente 30% do diesel S10 brasileiro, processando em torno de 100 mil barris de petróleo/dia.

Gráfico 9 | Evolução da produção de derivados pela Petrobras (milhões de barris/dia) e fator de utilização das refinarias da Petrobras (%), 2002-2017



Fonte: Elaboração própria, com base em Petrobras (2018) e ANP (2012 a 2018).

a redução nas importações líquidas de derivados [entre os anos de 2016 e 2017], principalmente diesel e gasolina, deve-se à redução das vendas no mercado interno em decorrência da maior colocação por terceiros no mercado nacional (PETROBRAS, 2018a, p. 8).

Além do aumento da capacidade de refino, esse programa de modernização viabilizou a produção de derivados de maior qualidade e menor teor poluente – novas gasolinas e óleo diesel com muito menos teor de enxofre.¹³ A partir de 2009, *pari passu* à utilização de tecno-

¹³ Os investimentos realizados para a melhoria dos combustíveis no Brasil, com a consequente redução de poluentes emitidos, decorrem do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve), estabelecido pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) em 1986, por meio de sua Resolução 18/1986. Por exemplo, em suas fases L-6 (veículos leves) e P-7 (veículos pesados), o teor de enxofre no óleo diesel foi limitado, originando o chamado diesel S10, com baixíssimo teor de enxofre (dez partes por milhão), comercializado a partir de 2009, em substituição ao diesel S50 (cinquenta partes de enxofre por milhão). A utilização do diesel S10 tornou-se obrigatória a partir de janeiro de 2014. Sobre isso, ver Resoluções Conama 403/2008 e 415/2009; e Resolução ANP 50/2013.

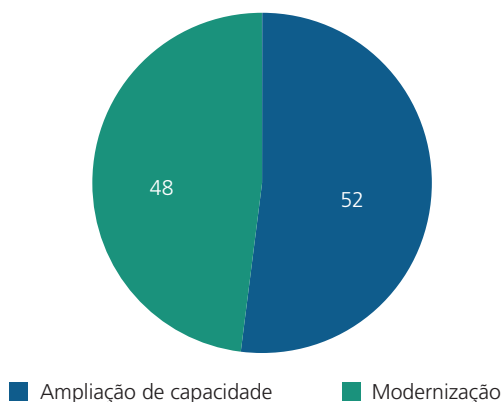
logias de tratamento de emissões nos veículos automotores, apenas as novas gasolinas viabilizaram uma redução de 35 mil toneladas/ano das emissões de óxidos de enxofre (SOx) e diminuíram as emissões de gases poluentes no escapamento em até 60% de óxidos de nitrogênio (NOx), em até 45% de monóxido de carbono (CO) e em até 55% de hidrocarbonetos (HC) (PETROBRAS, 2014).

Apoio do BNDES nos investimentos em refino

O BNDES apoiou o referido programa de ampliação de capacidade e modernização das refinarias da Petrobras entre 2006 e 2012. Nesse período, em valores correntes, foram desembolsados R\$ 19,7 bilhões (Gráfico 10) em apoio a projetos, que totalizaram investimentos de R\$ 68,8 bilhões, nas refinarias: Alberto Pascoalini (Refap), em Canoas/RS; Gabriel Passos (Regap), em Betim/MG; Presidente Getúlio Vargas (Repar), em Araucária/PR; de Paulínia (Replan), em Paulínia/SP; Duque de Caxias (Reduc), em Duque de Caxias/RJ; de Capuava (Recap), em Mauá/SP; Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão/SP; Landulpho Alves (RLAM), em São Francisco do Conde/BA; e Abreu e Lima (RNEST), em Ipojuca/PE.¹⁴

¹⁴ Também foram apoiados pelo BNDES projetos menores, como os de ampliação de tancagem e de distribuição de derivados no país.

Gráfico 10 | Desembolsos do BNDES ao programa de ampliação e melhoria do parque de refino (%), 2006-2012



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Desembolsos do BNDES de R\$ 19,7 bilhões.

Possíveis investimentos em refino no Brasil

A International Energy Agency (IEA) projeta possibilidade de investimentos em refino no Brasil na ordem de US\$ 49 bilhões até o ano de 2040. Com tais investimentos, a capacidade de refino no país poderia aumentar para 2,6 milhões de barris/dia (IEA, 2017).

Atualmente, existem três possíveis projetos para ampliar a capacidade de refino no país. O primeiro seria a implantação da segunda fase da RNEST; e o segundo seria a conclusão do projeto Comperj, ora paralisado – ambos da Petrobras. Esses dois projetos agregariam uma capacidade de processamento, respectivamente, de cerca de 120 mil e 160 mil barris de petróleo/dia. A própria Petrobras, isoladamente ou em parceria com alguma outra empresa, poderia executar esses projetos.

Em seus dois últimos planos estratégicos, porém, ela não considerou a ampliação de sua atuação no refino brasileiro. Ao contrário, no ano de 2018, a empresa divulgou a intenção de vender quatro de suas refinarias, duas no Nordeste (RLAM e RNEST)¹⁵ e duas no Sul (Repar e Refap).¹⁶ Destaca-se que a venda das refinarias não implicará necessariamente novos investimentos de ampliação de capacidade produtiva no curto prazo por quem vier a adquiri-las.

O terceiro projeto seria a possibilidade de construção de uma refinaria no Maranhão por um grupo privado. Essa refinaria poderia atender à necessidade de derivados de parte da região Nordeste e das regiões Norte e Centro-Oeste.

A construção de uma refinaria leva por volta de quatro anos para ser concluída, depois da fase de projeto básico. Com a possível recuperação da economia nos próximos anos, o Brasil continuará importador de derivados e exportador de petróleo cru. Não havendo ampliação da capacidade de refino, além do já considerado segundo trem da RNEST no PDE – 2026, no cenário de crescimento médio do produto interno bruto (PIB) de 2,5% ao ano,¹⁷ é provável que a atual capacidade de infraestrutura de importação de derivados possa ser suficiente para complementar o atendimento da demanda. No entanto, se o PIB crescer a taxas superiores, provavelmente haverá a necessidade de ampliação dos terminais de importação de derivados no país, sob o risco haver escassez de derivados no mercado interno no médio e no longo prazo.

15 RLAM e RNEST detêm 89,7% da capacidade de refino instalada na região Nordeste.

16 Repar e Refap detêm 93,4% da capacidade de refino instalada na região Sul.

17 Trata-se de uma estimativa da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (BRASIL, 2017) que leva em consideração a entrada em produção do segundo trem de refino da RNEST e um aumento na utilização da capacidade instalada em um nível compatível aos valores históricos e alinhados aos parâmetros de refinarias internacionais. Caso isso não ocorra, até mesmo um crescimento mais modesto do PIB poderá requerer maiores investimentos em infraestrutura de importação de derivados.

Considerações finais¹⁸

De maneira diversa da dinâmica observada nos EUA e na Europa, onde diversas refinarias de variados portes concorrem entre si, no Brasil a cadeia logística do refino e distribuição foi praticamente toda montada pela Petrobras para sua própria operação, sob a racionalidade de minimizar custos para o país e de garantir o abastecimento em todo o território nacional. A construção e a localização das refinarias da Petrobras foram definidas para que se complementem umas às outras, objetivando entregar os derivados com o menor custo possível em todas as regiões do país. Não houve, portanto, o estabelecimento de parques de refino voltados a competirem entre si por um determinado mercado. Cada refinaria foi instalada em um ponto específico para atender a sua região de abrangência ou complementar a produção de derivados de outra refinaria que atue parcialmente na região considerada.

A mera transferência de controle das refinarias existentes para outros agentes não significará o estabelecimento de uma dinâmica de competição no mercado, e, sim, poderá gerar monopólios regionais privados, uma vez que a atividade de refino se realiza por economia de escala e custo, devendo estar próxima ao mercado consumidor – sobretudo se for adiante o modelo de simplesmente transferir para a iniciativa privada cadeias logísticas inteiras que englobam mais de um estado. Se este, de fato, for o modelo a ser adotado, deverá haver uma regulação robusta e específica sobre a matéria, que inclua o livre acesso às cadeias

¹⁸ Em algumas partes, o presente artigo foi baseado em trechos do capítulo sobre Petróleo e Gás, da publicação *Visão 2035: Brasil, país desenvolvido*, ainda no prelo.

logísticas, de modo a não ocorrer o poder de monopólio regional por agentes privados, ou, caso passe a existir, que esteja bem regulamentado e fiscalizado.

Deve ser percebido com clareza que apenas a transferência de ativos existentes não se traduzirá necessariamente em investimentos importantes para sua ampliação. O principal desafio para o setor é a atração de novos investimentos que viabilizem a ampliação da capacidade instalada no país. Seria mais importante e profícuo criar um ambiente de negócios atrativo para novos investimentos, atraindo e coadunando novos agentes privados para o setor.

Com o intuito de promover a concorrência e a atração de investimentos para o segmento de refino, em março de 2018, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou dez medidas para indução de investimentos em refino no Brasil (CNPE, 2018, p. 2-3). Destacam-se: “I - acompanhar e promover ambiente de mercado competitivo e condições adequadas ao ingresso de novos agentes no setor e que inibam eventuais práticas anticoncorrenciais”; e “II - promover a garantia das condições de acesso a terceiros à infraestrutura de movimentação de petróleo e seus derivados, resguardada a preferência de uso do proprietário”.

Uma medida potencialmente eficaz para atrair novos investimentos e estabelecer um ambiente de negócios competitivo, sob a lógica de mercado, seria refletir esse princípio no marco regulatório do setor. Deve-se preservar a lógica do preço de mercado competitivo de paridade de importação e os custos de internação, no caso de importação de derivados. No caso de exportação de derivados, deveria valer o preço de mercado competitivo, ou seja, o preço de paridade de exportação. A regulação do setor deve ser transparente a todos os agentes, garantindo que os preços praticados estejam alinhados ao mercado internacional.

Com isso, por um lado, seria evitado o poder de monopólio regional por qualquer agente relevante e, por outro, estaria garantida aos novos investidores a segurança institucional de que haverá a prática de preços de mercado competitivos no ambiente de negócios.

Referências

AFPM – AMERICAN FUEL & PETROCHEMICAL MANUFACTURERS.

United States Refining and Storage Capacity Report. 2017. Disponível em:

<<https://www.afpm.org/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=7058>>.

Acesso em: 15 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL

E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo,*

gás natural e biocombustíveis. Rio de Janeiro, 2006. Disponível em:

<<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/>>.

Acesso em: 12 jul. 2018.

———. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*.

Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/publicacoes/](http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/)

[anuario-estatistico/](http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/)>. Acesso em: 12 jul. 2018.

———. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*.

Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/publicacoes/](http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/)

[anuario-estatistico/](http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/)>. Acesso em: 12 jul. 2018.

———. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*.

Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/publicacoes/](http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/)

[anuario-estatistico/](http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/)>. Acesso em: 12 jul. 2018.

———. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*.

Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/publicacoes/](http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/)

[anuario-estatistico/](http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/)>. Acesso em: 12 jul. 2018.

———. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*.

Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/publicacoes/](http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/)

[anuario-estatistico/](http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/)>. Acesso em: 12 jul. 2018.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

BP – BRITISH PETROLEUM. *Statistical Review of World Energy*. 2018. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/excel/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-all-data.xlsx>>. Acesso em: 4 jul. 2018.

BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei 2.004, de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L2004.htm>. Acesso em: 31 jul. 2018.

_____. Decreto 76.593, de 14 de novembro de 1975. Institui o Programa Nacional do Alcool e dá outras Providências. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1970-1979/decreto-76593-14-novembro-1975-425253-norma-pe.html>>. Acesso em: 31 jul. 2018.

_____. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Emenda Constitucional 9, de 9 de novembro de 1995. Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/Ccivil_03/Constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm>. Acesso em: 31 jul. 2018.

_____. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/l9478.htm>. Acesso em: 31 jul. 2018.

_____. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia – 2026*. Brasília: MME/EPE, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo*. 2008 a 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/relatorio-mensal-do-mercado-de-derivados-de-petroleo?_20_displayStyle=descriptive&p_id=20>. Acesso em: 7 jun. 2018.

CIEP – CLINGENDAEL INTERNATIONAL ENERGY PROGRAMME. *The european refining sector: a diversity of markets?* 2017. Disponível em: <http://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/CIEP_paper_2017-02_web.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2018.

CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. *Memória da 1ª Reunião Extraordinária* – 2018. Brasília, 21 mar. 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/79121775/Mem%C3%B3ria+da+1%C2%AA+Reuni%C3%A3o+Extrordin%C3%A1ria++CNPE+_+21_3_2018/ee5aa6d4-ef47-405a-9c62-23198b08bdee>. Acesso em: 28 jun. 2018.

D'ELIA, M. Critérios para identificação da infraestrutura prioritária para investimento – Aplicação Prática. In: WORKSHOP COMBUSTÍVEL BRASIL – Bloco IV Investimentos. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=QT3PNDyn7o99lLqCKgeRrkNgVFSyN7sH99FhXriwres,&dl>>. Acesso em: 22 jun. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo*, n. 3. EPE, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-226/topico-336/Boletim%20de%20Conjuntura%20da%20Ind%C3%BAstria%20do%20Petr%C3%B3leo_2sem2017.pdf>. Acesso em: 8 jan. 2018.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2017*. Paris: OECD/IEA, 2017.

PERISSÉ, J. B. *Evolução do refino de petróleo no Brasil*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. 158 f. Disponível em: <http://www.bdt.uerj.br/tde_busca/arquivo.php?codArquivo=6894>. Acesso em: 20 jun. 2018.

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. Entre 2002 e 2013, a produção de derivados em nossas refinarias aumentou cerca de 30%. Portal da Petrobras. *Fatos e Dados*, 26 abr. 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados-1/entre-2002-e-2013-a-producao-de-derivados-em-nossas-refinarias-aumentou-cerca-de-30.htm>>. Acesso em: 13 jun. 2018.

_____. *Relatório ao mercado financeiro* – RMF. Resultados consolidados de 2017. Mar. 2018a. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>>. Acesso em: 26 jun. 2018.

_____. *WebCast* – Modelo preliminar do reposicionamento da Petrobras em refino. 24 abr. 2018b. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/webcast-modelo-preliminar-do-reposicionamento-da-petrobras-em-refino>>. Acesso em: 13 jun. 2018.

Sites consultados

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2017) – <http://www.anp.gov.br/images/Producao_derivados/Refino/Autorizacoes_Refino.xlsx>.

_____. (2018) – <<http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>>.

CONCAWE – EUROPEAN PETROLEUM REFINERS ASSOCIATION (2018) – <<https://www.concawe.eu/refineries-map/>>.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2018a) – <<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=33&t=6>>.

_____. (2018b) – <<https://www.eia.gov/state/maps.php>>.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (2018) – <<https://brasilensintese.ibge.gov.br/territorio/densidade-demografica.html>>.

MDIC – MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA, COMÉRCIO EXTERIOR E SERVIÇOS (2018) – <<http://www.mdic.gov.br/index.php/comercio-exterior/estatisticas-de-comercio-exterior/balanca-comercial-brasileira-acumulado-do-ano?layout=edit&id=3056>>.

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (2017) – <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos>>.

_____. (2018) – <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/producao-e-comercializacao>>.

REFINARIA DE PETRÓLEOS DE MANGUINHOS. História. – <<http://www.refinariademanguinhos.com/historia/>>.

REFINARIA DE PETRÓLEO RIOGRANDENSE. História. – <<http://www.refinariariograndense.com.br/site/Pages/refinaria/historia/historia.aspx>>.